

ПРОБЛЕМЫ ГЕОЛОГИИ И ОСВОЕНИЯ НЕДР

СОВРЕМЕННЫЙ ПОДХОД К ОБРАЗОВАНИЮ ГАЗОВЫХ ГИДРАТОВ: ПРОГНОЗИРОВАНИЕ, МЕТОДЫ ПРЕДУПРЕЖДЕНИЯ И БОРЬБЫ

А.Д. Рябов

Научный руководитель - старший преподаватель Ю.А. Максимова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Газогидраты часто встречаются на газовых и газоконденсатных месторождениях, их образование на стенках насосно-компрессорных труб и других промысловых трубопроводах ведет к различным технологическим проблемам. Ликвидация гидратных пробок является сложной задачей, так как требует больших затрат на оборудование и другого материала (ингибитора), такая процедура занимает от нескольких дней до нескольких месяцев. На сегодняшний день газовые предприятия ищут методы сокращения затрат на ингибиторы.

В 1996 году Ж. П. Лэдэрхосоном и Е. Д. Слоаном было проведено исследование, в котором были оценены эффективности таких ингибиторов как водорастворимые полимерные соединения PVP, VIMA/VCar, PVPCar и VC-713 при воздействии на образование гидратов в стволе скважины. Главной целью этого исследования было сокращение расходов на метанол при высоком содержании сероводорода. Были сделаны следующие выводы: эффективными и экономичными ингибиторами, которые применяются на производстве, выбраны PVPCar и VC-713; применение таких ингибиторов при содержании сероводорода более 10% становится неэффективно; при замене можно добиться 7-8-кратного сокращения затрат на ингибирование.

Специалистами из ВНИИГАЗа и ООО «Газпром добыча Уренгой» были поставлены и решены задачи о технологии оптимального применения метанола на установках нефтетранспортной системы Уренгойского нефтегазоконденсатного месторождения еще в 1985 году. Решением является технология рециркуляции и отдувки метанола представлена патентом РФ №1350447. При поздней эксплуатации газоконденсатных залежей при подключении дожимной компрессорной станции разработали модификацию технологии отдувки метанола, называемой «Оптимет».

В диссертации «Научные основы и технологии воздействия физических полей на гидратопарафиновые отложения в нефтяных скважинах» предложен способ по воздействию на газогидратные отложения путем приложения высокочастотного электромагнитного колебания в стволе скважины. Были поставлены задачи на исследование электромагнитных свойств на многофазные системы и их распространение в трубах. Были проведены эксперименты по динамике разложения гидратной пробки и разработаны возможные варианты использования высокочастотного электромагнитного поля. Также представлены механические технологии и средства удаления гидратных отложений.

Также с целью создания методов и технологических решений для предупреждения гидратообразования в скважине в работе «Разработка комплексных технологий для борьбы с гидратообразованием и интенсификации добычи нефти и газа» в условиях Ванкорского месторождения предложено техническое устройство для вибросейсмического воздействия на призабойную зону пласта.

П.В. Волков предложил техническое устройство, имеющее теплофизическое воздействие на трубопровод, что позволяет исключить использование метанола. Приведены формулы, по которым можно определить необходимое количество теплоты для разрушения газового гидрата, и при правильно настройке контрольноизмерительных приборов можно добиться бесперебойной работы системы.

Исследования по эффективности использования кинетических ингибиторов PVP, VIMA/VCar, PVPCar и VC-713 проводились для месторождений Чуань Дон 1 (2,3) провинции Сычуань, Китай. Исследовалась зависимость массовой доли от степени переохлаждения системы и сравнивались степени переохлаждения системы, при которых реагент еще эффективен.

Таблица

Результаты анализа возможности повышения эффективности применения метанола за счет использования кинетических ингибиторов [1]

Параметры	Месторождение		
	Чуань Дон-1	Чуань Дон-2	Чуань Дон-3
Температура гидратообразования, °C	18,6	17-21	24,5
Величина степени переохлаждения, °C	8-9,6	4,5-9,2	16,5
Необходимое содержание метанола в водном растворе, %	16,59-19,66	9,57-18,94	31,87
Необходимое содержание PVCar в водном растворе, %	0,0875-0,25	0,025-0,225	-
Соотношение содержаний метанола и PVCar	78,64-189,6	84,18-382,8	-
Соотношение затрат на метанол и PVCar	7,864-18,96	8,418-38,28	-

После определения условий гидратообразования по методу Бейли и Вишера установили необходимую концентрацию PVPCar для данных месторождений, провели сравнительные работы по возможности замещения метанола кинетическими ингибиторами, которые представлены в таблице.

ООО «Газпром добыча Уренгой» решили задачу по оптимизации расхода метанола посредством рециркуляции на одной и той же технологической линии подготовки газа, которая представлена на рисунке 1 по патенту РФ № 1350447. 1 – сепаратор I ступени; 2 – рекуперативный теплообменник; 3 – сепаратор промежуточный; 4 – теплообменник; 5 – сепаратор II ступени; 6 – штуцер (эжектор); 7 и 8 – насосы

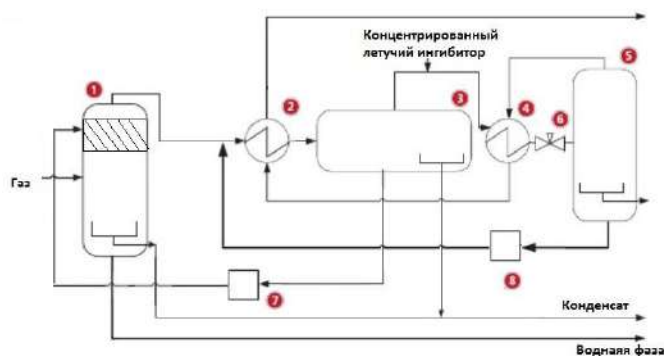


Рис.1 Технология прямоточно-противоточной рециркуляции метанола по патенту РФ № 1350447

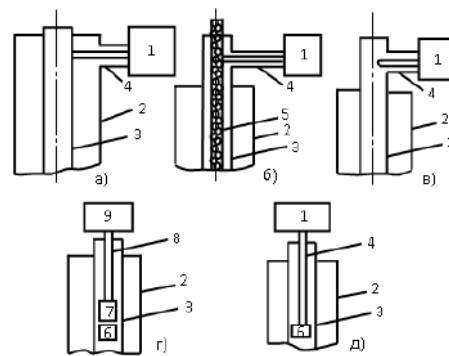


Рис. 2 Схемы технологического применения электромагнитного воздействия для разложения газогидрата в скважинах

Говоря о электромагнитном воздействии возможны различные варианты использования оборудования электромагнитного воздействия, которые показаны на рисунке 2. 1 – высокочастотный генератор, 2 – обсадная колонна, 3 – насосно-компрессорная труба, 4 – фидер (радиочастотный кабель), 5 – штанга, 6 – излучатель, 7 – преобразователь частоты, 8 – грузонесущий геофизический кабель, 9 – блок питания

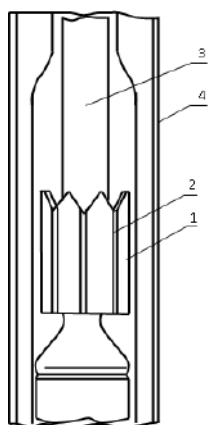


Рис.3 Схема установки фрезы на штанге

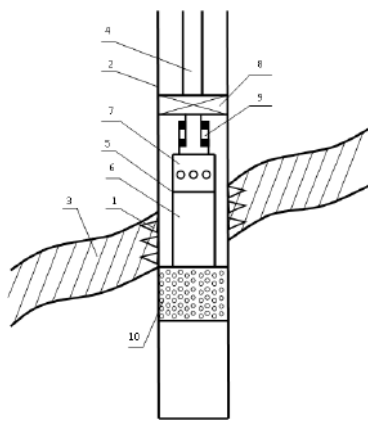


Рис.4 Схема установки для виброрейсмохимического воздействия на призабойную зону пласта

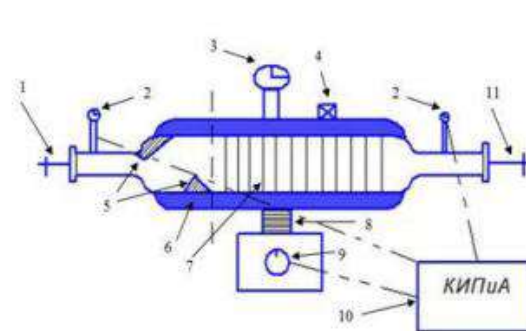


Рис.5 Схема технологической сборки для теплофизического воздействия и предотвращения гидратообразования

Механический метод, показанный на рисунке 3, представляет собой механизм, состоящий из двух полумуфт, где верхние кромки имеют острую зубчатую форму, центризатора-фрезы, имеющий продольные пазы для вывода разбуренного ледово-парафиновой массы из зоны разрезания. На рис. 3: 1 – фреза, 2 – пазы, 3 – штанга, 4 – насосокомпрессорные трубы

Предложена технологии виброрейсмохимического воздействия на призабойную зону пласта, на рисунке 4 представлена схема установки для такого воздействия. 1 - призабойная зона пласта, 2 - скважина, 3 - пласт, 4 - колонна насосокомпрессорных труб, 5 - скважинный забойный агрегат, 6 - генератор сейсмических волн, 7 - пружинно-клапанный пульсатор, 8 - пакер, 9 - телескопический компенсатор перемещений установки при нанесении ударов, 10 - цементный мост.

Теплофизический способ воздействия на образование гидратов представлен устройством, встраиваемым в основную линию газожидкостного потока. Схема такой конструкции представлена на рисунке 5. 1 – вход газоконденсатной смеси в установку, содержащей гидраты различной дисперсности, 2 – датчик температуры и давления потока, 3 – датчик температуры теплоносителя, 4 – заливное отверстие теплоносителя, 5 – выступы для первичного разрушения гидратов, 6 – теплоноситель, 7 – завихритель-разрушитель, 8 – нагревательный тен, 9 – регулятор температуры теплоносителя, 10 – контрольноизмерительные приборы для автоматической работы системы, 11 – выход смеси газа и конденсата из установки.

Таким образом можно сделать вывод, что существует множество различных технологий для замены привычного метода борьбы с газогидратами, некоторые из них уже применяются на различных месторождениях, причем с помощью таких установок можно добиться экономической выгоды.

Литература

- Багаутдинов Н.Я. Научные основы и технологии воздействия физических полей на гидратопарафиновые отложения в нефтяных скважинах: Автореферат. Дис. ... канд. техн. наук. – Уфа, 2007г. – С. 20 – 35.

2. Ван Аньлунь, Якушев В.С. Перспективы замены метанола кинетическими ингибиторами гидратообразования в системах сбора газа сероводородсодержащих месторождений провинции Сычуань, Китай//Газовая промышленность. – Москва, 2015. – № 12. – С. 79 – 82.
3. Волков П.В. Выбор способа при теплофизическом воздействии для предотвращения гидратообразования при подготовки газа и конденсата // Проблемы геологии и освоения недр: Труды XX Международного симпозиума студ., аспирант. и молодых ученых. – Томск, 2017. – Т.1. – С. 74 – 75.
4. Истомин В.А., Ланчаков Г.А., Ставицкий В.А., Цветков Н.А., Колинченко И.В. Технологии предупреждения гидратообразования на Уренгойском НГКМ//Газовая промышленность. – Москва, 2008. – № 8. – С. 43 – 47.
5. Шагитов Р.Р. Разработка комплексных технологий для борьбы с гидратообразованием и интенсификации добычи нефти и газа: Автореферат. Дис. ... канд. техн. наук. – Уфа, 2012г. – С. 16 – 22.

К ВОПРОСУ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАЗРАБОТКИ ТЕРРИГЕННЫХ ОТЛОЖЕНИЙ ПАВЛОВСКОГО ГАЗОНЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Е.П. Рябоконт

Научный руководитель - доцент М.С. Турбаков

Пермский национальный исследовательский политехнический университет, г. Пермь, Россия

Поддержание пластового давления на уровне первоначальных значений обеспечивает разработку месторождения при высоких темпах и коэффициентах извлечения запасов нефти. Оценка энергетического состояния нефтяной залежи при её разработке, показателей, характеризующих динамику изменения пластового давления и влияния его на гидродинамическое состояние продуктивного пласта, и в конечном итоге разработка на этой основе мероприятий, направленных на повышение эффективности процесса извлечения углеводородов, является одной из важных и актуальных задач в нефтегазодобыче [5, 9].

Павловское газонефтяное месторождение разрабатывается с 1962 г. Нефтегазоносность установлена в нижнекаменноугольных карбонатных отложениях турнейского яруса (T_1 , T_2), в терригенных отложениях радаевского, бобринского, тульского горизонтов Мл, Бб₂, Бб₁, Тл₂₋₆, Тл_{2-а} визейского яруса и в среднекаменноугольных отложениях башкирского яруса и верейского горизонта. По величине извлекаемых запасов (55,5%) основной объект разработки – пласты в отложениях визейского яруса (таблица). Геолого-физическая характеристика (средние значения) основного объекта разработки приведена в таблице.

Таблица

Геолого-физическая характеристика визейского яруса

Параметр	Значение
Глубина залегания (абс. отм.), м	1200
Нефтенасыщенная толщина, м	2,8
Пористость, %	26
Проницаемость, мкм ²	0,38
Вязкость нефти, мПа·с	
- в пластовых условиях	6,35
- дегазированной	16,8
Плотность нефти, кг/м ³	
- в пластовых условиях	834
- дегазированной	876
Давление насыщения нефти газом, МПа	10,2
Пластовое давление, МПа	
- начальное	14,6
- текущее	13,4
Газосодержание пластовой нефти, м ³ /т	54,4

Основная залежь объекта, объединяющая Барановское, Павловское, Улыкское и Южно-Павловское поднятия, разрабатывается с поддержанием пластового давления (разрезание залежи на блоки рядами нагнетательных скважин с организацией очагового заводнения внутри блоков). Система поддержания пластового давления требует совершенствования для повышения пластового давления и более эффективного вытеснения нефти.

Известно, что механизм выработки запасов углеводородов определяется на основе анализа комплекса гидродинамических и геофизических исследований скважин. По результатам анализа исследований система заводнения может быть скорректирована в зависимости от неоднородности пласта по следующим направлениям:

1) Регулирование объема закачки

Увеличение репрессии на продуктивный пласт существующей системой поддержания пластового давления и образование трещин гидроразрыва при наличии двойной пористости (заглинизированный, уплотненный коллектор) позволяет вовлечь в разработку запасы, ранее не охваченные дренированием. При этом необходимо учитывать риск опережающего прорыва закачиваемой воды по более проницаемым интервалам пласта. В случае недокомпенсации по текущим показателям необходимо проводить обработку призабойной зоны для улучшения фильтрационных характеристик и увеличения притока [3, 7, 8].

2) Усиление системы поддержания пластового давления